

Eletricidade no Brasil

X *Olga Côrtes Rabelo Leão Simbalista*
Engenheira Nuclear.

Em 2015, comemoramos o Ano Internacional da Luz, a despeito de 1,5 bilhão de pessoas no mundo ainda viver no escuro. Esse fato, bem como a situação atual caótica do abastecimento de eletricidade no Brasil, motivou-nos a escolher esse tema para as discussões desta tarde.

A eletricidade é uma das partes da física que possui maior campo de investigação ainda existente. Os diversos usos da eletricidade ainda não foram esgotados. Diariamente, somos bombardeados por uma quantidade enorme de novas aplicações da eletricidade.

Alguns séculos antes de Cristo, os gregos já conheciam o efeito elétrico que se manifestava, quando um pedaço de âmbar friccionado atraía pedaços de palha e outros corpos leves. Os gregos conheciam, também, o efeito magnético resultante da propriedade de materiais como a magnetita, que atrai pedaços de ferro. Contudo, antes do descobrimento da eletricidade e, mais especificamente, de como manter uma corrente

elétrica regular, há pouco mais de um século, era preciso queimar alguma coisa, seja madeira, óleo, gás ou cera, para se obter a luz.

A lâmpada elétrica incandescente foi uma forma de produzir luminosidade aquecendo um objeto, com o uso de uma corrente elétrica passando por um filamento, até que ele emitisse luz visível, a qual, todavia, em contato com o ar, entrava em combustão. Thomas Edison (1847-1931) resolveu o problema, em 1879, colocando um filamento feito com fibras de bambu carbonizado no interior de um bulbo de vidro, onde fez-se um vácuo, a lâmpada acendeu, desprendendo uma luz suave durante vários dias.

Tínhamos uma nova fonte de luz, o nosso sol particular: a luz elétrica. O fogo não era mais tão necessário, a eletricidade podia aquecer, transformar e iluminar.

O domínio da eletricidade acelerou o processo de desenvolvimento mais do que a habilidade em produzir fogo. É interessante comparar os efeitos na civilização, nos dez mil anos passados, a partir do controle do fogo pelos nossos ancestrais, com os cerca de cem anos após o controle da eletricidade pelos nossos quase avós. Enquanto levamos em torno de dois mil anos desde a fundição do bronze até a moldagem do ferro, em pouco mais de um século passamos do lampião ao computador, e a maior parte das pessoas em todo o mundo ficou quase que totalmente vinculada aos diferentes usos da eletricidade. Nas grandes cidades, os sistemas coletivos de iluminação, comunicação, transporte, segurança, medicina, entretenimento, alimentação e, principalmente, suprimento de água demandam eletricidade. Em nossas casas, os sistemas familiares de refrigeração, iluminação, controle, comunicação e cocção também funcionam com base na eletricidade, que contribuiu enormemente no processo de emancipação da mulher e sua ida ao mercado de trabalho.

A denominada Segunda Revolução Industrial caracterizou-se pelo uso de novos materiais, novas fontes de energia e aplicação do conhecimento científico na indústria. Se na Inglaterra havia surgido a Primeira Revolução Industrial, a Alemanha, unificada por Bismarck, foi a liderança fundamental que determinou o ritmo da corrida industrial da Segunda Revolução. Se o carvão e ferro foram a base da primeira, o aço e a eletricidade determinaram o sucesso da segunda. Essa revolução se espalhou pelo mundo, sendo o ponto de partida para a economia globalizada, aquela, saindo da Grã-Bretanha, pouco ultrapassou os limites da Europa Ocidental. O *Electric Lighting Act*, assinado pela Rainha Vitória, é reconhecido como o primeiro instrumento regulatório sobre eletricidade.

E o progresso oriundo dessa Segunda Revolução trouxe, como reflexo da superprodução e da competição, profundas mudanças empresariais, com o desaparecimento de pequenas indústrias e o fortalecimento de grandes conglomerados empresariais. No campo da eletricidade, são dessa época a Siemens da Alemanha, a Brown Boveri da Suíça, a ASEA da Suécia, a GE norte-americana e a Philips holandesa, nomes que chegaram aos dias de hoje.

O Brasil, no meio do reinado de Dom Pedro II, consolidou sua vocação básica de exportador agrícola: café, cacau, algodão, açúcar, fumo, mais a borracha, ao final do século. Os anos 1880 do século XIX marcaram o começo da economia industrial no Brasil, com trabalhadores assalariados e empresas organizadas.

No auge do debate abolicionista, Dom Pedro II, homem de grande curiosidade científica, foi assistir à Exposição de Filadélfia, nos Estados Unidos, onde conheceu Thomas Edison, seus aparelhos e lâmpadas elétricas. Fascinado pelo novo invento, o imperador encomendou uma demonstração no Rio de Janeiro. Assim, em 1879,

a eletricidade apareceu no Brasil, quando seis lâmpadas elétricas, acionadas por dois dínamos, substituíram 46 lampiões de gás da Estação Central do Brasil, no Rio de Janeiro. A partir daí, o uso da eletricidade foi se espalhando:

- Em 1881, em exposição na Escola de Minas em Ouro Preto.
- Em 1883, um minerador constrói uma usina hidrelétrica no Ribeirão do Inferno, em Diamantina, a fim de movimentar bombas de desmonte hidráulico para revolver o terreno com água, na busca de diamantes. No mesmo ano, os primeiros bondes elétricos começam a circular em Niterói e em Campos, cidade esta, onde também inaugura-se o primeiro sistema de iluminação pública, que, com 39 lâmpadas, ilumina, pela primeira vez, uma cidade da América do Sul.
- Em 1887, em Nova Lima, Minas Gerais, uma pequena hidrelétrica, associada a uma linha de transmissão, leva energia às casas de trabalhadores e funcionários da *Compagnie des Mines d'Or Du Faria*. Também nesse ano, Porto Alegre torna-se a primeira capital a contar com o serviço público de iluminação elétrica.
- Em 1889, é construída, em Juiz de Fora, a primeira hidrelétrica brasileira com a finalidade de serviço público: a Usina Marmellos, no rio Paraibuna, de propriedade do industrial Bernardo Mascarenhas, com a “extraordinária” potência de 0,25 MW.
- A partir da década de 1890, a energia elétrica passa a ser explorada com objetivo industrial, quando pequenas indústrias começam a se instalar próximas a quedas d'água para, daí, tirarem sua energia.
- Em 1899, a São Paulo *Light and Power* recebe a primeira concessão de energia elétrica no país, por meio de decreto de

Campos Sales, e, no ano seguinte, é inaugurada a primeira linha de bondes na cidade de São Paulo, ligando a Barra Funda ao Centro, e suprida por uma termelétrica de 1 MW. A partir de 1904, recebe concessão para atuar também no Rio de Janeiro.

- Em 1927, a American & Foreign Power Company (AMFORP), pertencente ao grupo americano Electric Bond and Share Corporation, abre uma concessionária no Brasil, a Empresas Elétricas Brasileiras (EEB), posteriormente denominada Caeab, e passa a atuar, principalmente, em distribuição em várias capitais.

No final do século XIX, a potência instalada no Brasil é de cerca de 12MW, com uma população de 17 milhões de habitantes. A partir de então, a evolução do setor de energia elétrica mostra que, de tempos em tempos, condicionantes de diversas naturezas, porém, com um forte componente político, levam à necessidade de reformulações institucionais do modelo setorial, sendo que, até quase o final do século, em intervalos de cerca de vinte anos e, a partir daí, com uma frequência inferior a dez anos.

Em 1930, 80% do mercado de distribuição brasileiro era atendido pela Light e Caeab, posição que se manteve até 1960.

No início do século XX, a produção e o uso da eletricidade restringiam-se a indústrias que dispunham de seus próprios geradores para autoprodução, ou ao setor de serviços públicos de iluminação, abastecimento de água ou bondes, nas grandes cidades, uma vez que o país ainda apresentava uma economia essencialmente agrícola. A presença do Estado no setor limitava-se à concessão de âmbito municipal, fiscalização dos contratos e seus aditamentos e na edição de leis que fixavam as tarifas, muitas vezes por meio de contratos lastreados em “cláusula ouro”.

Um novo ciclo, marcado pelo crescente consumo de eletricidade e pelo início da industrialização do país, tem como marco a edição do Decreto 24.643, de 1934, que instituiu o Código de Águas. Produto do professor Alfredo Valadão, que na verdade fora iniciado na década de 1910, este código, além de regulamentar todos os aspectos envolvidos no uso dos cursos d’água, como a propriedade daquelas de uso comum pela União e pelos estados e municípios e o princípio da desapropriação, antevia o importante papel destes na emergente indústria da eletricidade e a necessidade de sua regulamentação como caminho para a socialização do seu uso e propriedade. Antevia-se a possibilidade de obras de engenharia civil de elevados custos, com barragens de grandes volumes de acumulação e a regularização de descargas, barragens estas, muitas vezes, situadas longe dos grandes centros de consumo e obrigando à construção de caríssimas linhas de alta tensão. Nessas condições, e, principalmente, quando “o conjunto dessas obras fosse para atender a elevados interesses relativamente ao abastecimento das populações, à defesa contra inundações, à higiene geral, à navegação, à irrigação, deveria o próprio Estado realizar o empreendimento, ou subvencionar as empresas, de modo que o consumidor possa obter energia por preço cômodo”.

Fundiam-se já as sementes doutrinárias do Estado Empresário e do Estado Providência, no âmbito da indústria da eletricidade. Essa legislação inibiu o desenvolvimento e o investimento de empresas privadas, em particular das estrangeiras, à época os grupos Light, concentrado no Rio e em São Paulo, e o Amforp, concentrado em distribuidoras estaduais, o que foi ficando patente na crescente dificuldade de atendimento ao mercado, especialmente no pós-guerra.

Em 1954, vinte anos após a edição do Código de Águas, iniciou-se um novo ciclo institucional no setor, agora motivado pelo grande

surto de desenvolvimento industrial e que iria alterar profundamente a estrutura produtiva do país. Para tanto, foi promulgada a Lei 2.308, instituindo o Fundo Federal de Eletrificação, destinado a “prover e financiar instalações de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como a indústria de material elétrico”. Criou-se, também, o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), a ser cobrado pela União ao consumidor. Teve início o período de fortalecimento das empresas estatais, federais e estaduais, fomentadas por capital da União, por intermédio do BNDE e, posteriormente, a partir de 1962, da Eletrobras, já mencionada na carta-testamento de Getúlio Vargas, e, em contrapartida, o declínio das empresas de capital estrangeiro. Adicionalmente, regulamentaram-se os serviços de energia elétrica, por meio do Decreto 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, mantendo-se junto ao governo federal o poder de conceder e autorizar a prestação dos serviços públicos de energia elétrica, bem como o de fixar as tarifas pelo regime do serviço pelo custo, que inclui a remuneração dos ativos operacionais. O órgão regulador passou a ser o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), ligado ao Ministério das Minas e Energia (MME), desde sua criação em 1961. Tratou-se de período com grandes concentrações no processo decisório e no capital das empresas federais, refletindo os preceitos centralizadores que se consolidariam na Constituição de 1967.

Em 1964, a Eletrobras adquiriu as empresas do Grupo Amforp e, pouco depois, ao permitir o reajuste dos valores dos ativos, implantou uma política de realismo tarifário, que favoreceu a capitalização das empresas e seus desenvolvimentos.

A partir de 1971, a Lei 5.655 definiu como remuneração para os concessionários o valor mínimo de 10% ao ano e máximo de 12%, representativa do custo de capital aplicado na formação dos ativos operacionais, e a ser obtida via receita tarifária. Eventuais insuficiências ou excessos

de remuneração, apurados pelo poder concedente junto a cada concessionário, em sua prestação de contas anual, eram registrados contabilmente na Conta de Resultados a Compensar (CRC), com vistas à sua correção no exercício financeiro subsequente, quando da fixação da nova tarifa.

Em 1974, inicia-se um novo ciclo no setor, por meio do Decreto-Lei 1.383, de 26 de dezembro de 1974, que estabeleceu a equalização das tarifas de energia elétrica em todo o território nacional. Nessa mesma ocasião, consolida-se a tendência de construir grandes empreendimentos governamentais na área de geração, tendo como principal marco a constituição da Itaipu Binacional. A estrutura setorial se define com a constituição formal de empresas geradoras regionais, a saber: Chesf, no Nordeste; Eletronorte na Região Norte; Eletrosul, na Sul; e Furnas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste. Quanto às empresas distribuidoras, estas foram transferidas, em sua maioria, para os governos estaduais.

Portanto, cerca de quarenta anos após a promulgação do Código de Águas, o setor elétrico se encontra quase totalmente estatizado. O próximo movimento seria ainda na linha de concentração da sua organização.

A introdução do conceito de preços únicos dos serviços de energia elétrica ao consumidor final fora concebida como uma estratégia de governo para diminuir as desigualdades regionais e propiciar a atração de investimentos para as regiões Norte e Nordeste, de modo que desconcentrasse industrialmente o país. Entretanto, como cada concessionária apresentava uma diferente estrutura de custos e de mercado, a equalização tarifária propiciava, num primeiro momento, um desequilíbrio financeiro, gerando déficit para aquelas que tinham seus níveis de custo unitário acima da média nacional e superávit para aquelas que estivessem abaixo da referida média.

O equacionamento desses desníveis processava-se por meio de mecanismos de transferências intrassetoriais, mediante recolhimento, pelas superavitárias, das parcelas excedentes à taxa de remuneração legal de 12% a.a., destinadas a cobrir insuficiências das concessionárias menos rentáveis, até o limite da taxa mínima de remuneração legal de 10% a.a.

A partir do final da década de 1970, o setor elétrico passou a ser fortemente dependente da política macroeconômica e, assim, passou a ser utilizado para captar recursos no exterior, para ajuste do balanço de pagamentos, para o desenvolvimento de programas considerados estratégicos, mas fora da sequência de menor custo, como nos casos de Itaipu, Programa Nuclear e Tucuruí, bem como para o controle da inflação, por meio da contenção tarifária. Assim, deixou-se de conseguir, a partir de 1978, níveis tarifários capazes de garantir a remuneração legal de 10% a.a. sobre os ativos em serviço.

Por outro lado, a política de equalização tarifária foi induzindo, gradativamente, a um desestímulo à eficiência operacional.

Nesse contexto, a crise da economia começa a arrastar o setor elétrico, que já se tornara totalmente dependente do Estado. O processo se inicia pela redução dos recursos para investimentos, os quais, inacabados, são onerados pelo serviço da dívida. Simultaneamente, ocorrem retrações da arrecadação tarifária e bloqueio ao acesso aos mercados de capital externos.

Nos anos 1982 e 1983, a situação das concessionárias começou a ficar caótica. A inadimplência entre empresas se propagava. As poucas concessionárias que ainda obtinham remuneração superior a 12% a.a. já não atendiam à determinação do governo federal de transferir o excedente, sob a alegação que tal efeito não resultava de

tarifa adequada, mas do esforço na administração dos seus custos, em busca da melhor qualidade do serviço.

Em 1988, o governo federal editou o Decreto-Lei 2.432, prevendo a compensação das Contas de Resultados a Compensar (CRCs), apuradas até 31 de dezembro de 1987, com ativos da União, estabelecendo a possibilidade de ajuste de pendências passadas, sem comprometer os fluxos financeiros futuros. De um montante de CRCs de US\$ 7,7 bilhões, foi possível resgatar US\$ 5,5 bilhões, prevendo-se que o restante seria objeto de entendimentos entre os ministérios da Fazenda e das Minas e Energia. Um dos fatores mais relevantes para o ordenamento do setor foi a Constituição Federal de 1988, que, em seu Artigo 21, inciso XII, ratifica a competência da União para explorar, diretamente, ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d'água, em articulação com os Estados em que se situam os potenciais hidroenergéticos. Adicionalmente, o Artigo 175 estabelece que cabe ao Poder Público, “na forma da lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação do serviço público”.

Entretanto, no contexto macroeconômico vigente, as tarifas voltaram a ser usadas como mecanismo de controle da inflação e, em 1990, as concessionárias já acumulavam enormes créditos devidos à insuficiência de remuneração. Iniciou-se um processo de inadimplência entre as empresas geradoras e distribuidoras, bem como de geradoras que se recusavam a pagar a energia oriunda de Itaipu, que tinha sua tarifa dolarizada e estava fora do controle da retenção tarifária. As dívidas intrassetoriais atingiam US\$ 5 bilhões e os créditos contra a União (CRCs) US\$ 24 bilhões. Adicionalmente, a paralisação do programa de obras, da ordem de 10 mil MW e milhares de quilômetros

de linhas de transmissão, onerava o custo financeiro das obras em mais de US\$ 1,2 bilhão, ao ano. Iniciou-se também um processo de dificuldades para a execução de obras de manutenção e conservação, contribuindo para a elevação dos riscos de atendimento e do nível de perdas. Em 1991 e 1992, ocorreram 150 perturbações de porte nos sistemas interligados, completamente fora dos padrões.

A situação tornara-se insustentável e iniciou-se uma grande reformulação do setor, a partir de novembro de 1992, comandada pelo ministro Eliseu Resende, então presidente da Eletrobras, e que resultou na elaboração da Lei 8.631, promulgada em 4 de março de 1993, após a realização de consultas a todos os segmentos representativos do setor e inúmeras reuniões com governadores de estados, dirigentes de empresas e secretários estaduais de energia. Após essa fase, o projeto de lei foi enviado ao Congresso Nacional, visando a sua consolidação dentro de um processo democrático, tendo sido aprovado na Câmara e no Senado nos dias 2 e 9 de fevereiro, respectivamente. Suas principais características resumem-se nos seguintes tópicos:

- Fim da equalização tarifária: cada concessionário propõe ao Dnaee sua tarifa em função do seu custo.
- Mantido o valor médio da tarifa, o concessionário pode promover alterações compensatórias entre classes de consumidores finais.
- Obrigatoriedade de celebração de contratos entre concessionários supridores e supridos, tendo como garantia as receitas em conta bancária do concessionário suprido.
- Estabelecimento de fórmula paramétrica para o reajuste automático das tarifas, específica para cada concessionário.

- Extinção da remuneração garantida e da CRC.
- Realização de encontro de contas entre créditos de CRC e débitos de energia e outros ativos da Eletrobras e da União, que atingiu cerca de US\$ 26 bilhões.
- Extensão da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) a todo o território Nacional.
- Estabelecimento de sistemática para recolhimento e utilização da Reserva Global de Reversão (fundo criado anteriormente para indenizar empresas por ativos não depreciados ao fim da concessão), que passa a cobrir projetos de conservação de energia Procel e a eletrificação rural.
- Criação de Conselhos de Consumidores, junto às empresas distribuidoras.

Também, em 1993, o Decreto 915, objetivando o aumento da capacidade instalada no país, permitia a formação de consórcios para a construção de hidrelétricas, sendo que a energia produzida devia ser utilizada para consumo próprio e eventual excesso negociado com a respectiva concessionária. Daí, surgiram obras como Itá e Machadinho, no rio Uruguai.

Em 1995, a Lei 8.987 regulamenta os preceitos de licitação para concessões, previstos na Constituição de 1988 (lei proposta pelos senadores Fernando Henrique Cardoso e Nelson Jobim). Essa lei acabou com o princípio da concessão cativa de novas instalações para o dono da área de concessão. De alguma forma, começava-se a falar em competição no setor elétrico. Ainda em 1995, a Lei 9.074 implantava a figura do Produtor Independente de Energia, introduzindo um

novo agente no arcabouço setorial. Essa lei definiu também questões referentes às condições para novas concessões e prorrogação de concessões existentes, inclusive prevendo a possibilidade (Artigo 19) de a União prorrogar concessões de geração vencidas e alcançadas pela Lei 8.987, pelo prazo de vinte anos, visando garantir a qualidade do atendimento ao consumidor, e estipulou critérios de definição para instalações de transmissão.

Esses quatro instrumentos (Lei 8.631, Decreto 915, Lei 8.987 e Lei 9.074) representaram o despertar do setor para uma nova realidade e prepararam o terreno para uma grande reestruturação que se seguiu, denominada Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), proposta em 1995, a ser implementada com recursos do Banco Mundial e a ser conduzida por uma consultoria internacional, no caso a Coopers & Lybrand da Inglaterra, que venceu concorrência internacional, consorciada com empresas brasileiras, Ulhoa Canto, Engevix e Main Engenharia. Os documentos licitatórios incluíam um termo de referência, de modo que os seguintes objetivos da reestruturação fossem alcançados:

- Assegurar a oferta de energia.
- Estimular o investimento no setor.
- Reduzir os riscos para os investidores, ao mesmo tempo garantindo a modicidade tarifária.
- Maximizar a competição.
- Garantir o livre acesso aos sistemas de transmissão pelos produtores independentes.
- Incentivar a eficiência.

- Fortalecer o órgão regulador.
- Assegurar a expansão hidrelétrica.
- Manter a otimização operacional.
- Definir novas funções para a Eletrobras.
- Adequar a qualidade do fornecimento à necessidade do mercado e à modicidade tarifária.

Uma característica brasileira, fruto de sua geografia de planaltos e planícies, é que seus rios percorrem grandes extensões antes de alcançar o mar, como os rios Paraná, com 3.942 quilômetros, o São Francisco, com 2.800 quilômetros, o Madeira, com 3.315 quilômetros, e o Tocantins, com 2.700 quilômetros. Assim, é comum encontrar várias usinas em sequência no mesmo rio. No Paraná e em seus afluentes, encontram-se mais de trinta importantes usinas do sistema. Para que haja uma otimização no uso da água, elas precisam funcionar em um regime de condomínio, em que cada uma produz a quantidade ideal para otimizar o conjunto, isto aliado a um sistema de transmissão de dimensões continentais que consegue transmitir energia de regiões com sobras para outras com escassez, permitindo uma economia em termos de potência instalada de cerca de 25%, portanto, funcionando como um conjunto de reservatórios equivalentes, ou caixas d'água interligadas por vasos comunicantes.

Esse resultado é conseguido por meio do denominado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que tem por objetivo compartilhar os riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado (NOS) e a otimização do sistema hidrotérmico. Assim, todas as usinas hidráulicas recebem seus níveis de Energia Assegurada, medida por cálculos

complexos realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), independentemente de suas reais produções. Trata-se de característica específica do sistema brasileiro (uma espécie de jabuticaba), e que os consultores ingleses tiveram grande dificuldade para compreender, já que, em um primeiro momento, julgavam que cada usina deveria produzir de acordo com o nível de seu reservatório.

O modelo implantado no Brasil no período 1995/1998 tomou como referência o modelo de reestruturação implantado na Inglaterra, na década de 1980, e que resultou em uma empresa de transmissão e 12 de distribuição. A geração, entendida como uma atividade competitiva, seria regulada pelas leis de mercado, mediante um *pool* que realizava leilões a cada meia hora de cada dia (48 leilões diários). Entretanto, apesar de buscar baixar os preços do mercado, estes aumentaram, devido à insegurança dos geradores em ampliar a produção. A reestruturação do período 1995/1998 deu-se por meio de várias MPs e da Lei 9.427/96, que cria a Aneel, e da Lei 9.648 que define, basicamente:

- A competição nos segmentos de geração e comercialização.
- A desverticalização das empresas em G, T e D, para evitar o *self dealing*.
- Garantia de livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.
- Liberdade de escolha do gerador para consumidores livres (aqueles com carga superior a 10 MW e conectados à rede em tensão superior a 69 Kv).
- Criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) para o registro de todas as compras e vendas de energia no sistema interligado, por meio de contratos, após a adesão de um acordo de mercado.

- Criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com objetivo de definir quanto cada usina irá gerar e os trechos do sistema de transmissão que serão usados e em qual direção, bem como propor ampliações da rede de transmissão e distribuição.
- Reforma da Eletrobras, com a retirada gradual do Estado no negócio de energia, extingue o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) e o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), sob sua coordenação, o primeiro substituído pelo ONS, e o segundo, com a extinção do planejamento determinativo de obras, passando este a ser apenas indicativo, ficando a expansão da oferta a cargo das distribuidoras, que teriam interesse em contratar energia de longo prazo por meio de PPA (*Power Purchase Agreement*), para suprir a demanda de seus consumidores.
- Autorização para a Eletrobras deter participações nas empresas de geração e transmissão que seriam criadas a partir das cisões de Furnas (duas ou três geradoras e uma transmissora; Chesf, duas geradoras e uma transmissora; Eletrosul, uma geradora e uma transmissora, única realizada; Eletronorte, duas geradoras e uma transmissora), entre outras.

Entretanto, o modelo partiu de uma premissa que não se concretizou, pois previa-se que seria possível atrair capitais tanto para adquirir ativos já existentes, provenientes do programa de privatizações, quanto para construir novas usinas, por meio de processo de licitação onerosa, que trouxe aumento das tarifas. O mercado, na prática, preferiu investir em ativos existentes a arriscar-se em novos empreendimentos, em um quadro institucional incompleto e mutante.

Tratava-se de uma receita neoliberal que introduziu, no âmbito das reformas, um intenso programa de desestatização, que contemplou as seguintes empresas do setor elétrico:

- Ecelsa; Light; CERJ; Coelba; CELG; Cemat; CPFL; Energi-pe; Celpe; Coelce; Cosern; Cemig parcialmente; Eletropaulo; Elektro; Celpa; CCPE; Cemar; e Gerasul.

Entretanto, o remédio aplicado ao setor matou o paciente, pois levou a um programa de racionamento de proporções extraordinárias, de 20%, superior ao ocorrido na Inglaterra, durante a Segunda Guerra.

O relatório mensal do ONS de abril de 2000 previa o racionamento como uma medida muito provável (14%). No segundo semestre daquele ano, o risco crescera e as térmicas deveriam ter sido despachadas, mas, com chuvas fortes no início de dezembro, nada foi feito, e as chuvas do início do ano não ocorreram, agravando-se a situação do suprimento, até que, em 15 de maio de 2001, o governo federal promulgou a MP 2.147, criando Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, e em 22 de maio de 2001, fazendo uso do Artigo 62 da Constituição (uso de MPs em casos de relevância e urgência), impôs um programa de racionamento ao consumo de eletricidade com as seguintes principais características:

- Os consumidores residenciais com consumo superior a 100 kWh/mês deveriam passar a consumir o equivalente a 80% da média dos consumos dos meses de maio, junho e julho de 2000. Para consumos entre 200 e 500 MWh, acréscimo de 50% na tarifa, e para consumo superior a 500 MWh, acréscimo de 200%. Quem não cumprisse a meta estaria sujeito a corte no suprimento.

- Para os consumidores comerciais e industriais, a mesma redução de 80% e o excedente cobrado ao preço do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

O racionamento terminou em 28 de fevereiro de 2002, mas trouxe um reajuste tarifário excepcional e a cobrança do “Seguro Apagão”; e, a despeito de seu fim, o consumo de eletricidade não voltou aos patamares anteriores à sua decretação, mantendo uma redução residual de 5%. Esse fato, aliado à realização de uma desvalorização cambial, foi mortal para algumas concessionárias recém-privatizadas e lastreadas com empréstimos em dólar. A queda de receita e o crescimento dos custos financeiros foram responsáveis pelo retorno de alguns investidores estrangeiros para seus países.

Na ocasião do racionamento, foi elaborado, a pedido do governo federal, um relatório sobre as suas causas, denominado Relatório Kelman, ficando constatado que sua principal causa teria sido a falta de investimentos na expansão da geração. As outras duas, que foram consideradas de menor importância, seriam a baixa hidraulicidade e o não despacho de térmicas, em 2000, conforme orientação do ONS.

Os investimentos setoriais, entre 1997 e 2001, caíram mais de R\$ 3 bilhões, para um aumento do consumo, no mesmo período, de 276 GWh para 322 GWh, ou sejam, 17%, dramático para um setor capital intensivo.

O racionamento de energia elétrica no período de dez meses deixou marcas profundas na sociedade brasileira, ajudou-a a se conscientizar sobre o uso perdulário de energia, muito mais do que qualquer programa de conservação e, provavelmente, teve impacto nas eleições de 2002.

O desgaste do modelo no final da década de 1990 e a presença de um novo governo federal, a partir de 2003, ensejaram o que se denominou a Reforma da Reforma, e o governo Lula editou a MP 144, transformada na Lei 10.848/2004 que, com 31 artigos, alterou oito leis, pilares do modelo anterior e interveio em três peças básicas: o MAE, o ONS e a Aneel e estabeleceu, entre outros itens:

- A criação de dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), para o atendimento dos consumidores cativos; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), para o atendimento dos consumidores livres.
- A criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), para acompanhar e avaliar permanentemente a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.
- A criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em substituição ao MAE (sociedade privada sem fins lucrativos), fiscalizada pela Aneel, para exercer as funções de contabilização dos mercados regulado e livre. O presidente de seu Conselho de Administração é indicado pelo MME, enquanto no caso do MAE, era gerido pelas concessionárias de G, T e D.
- O mercado cativo passou a ter 100% de sua demanda contratada, pois, no modelo anterior, eram apenas 85%.
- Adotado o conceito de *pool* de distribuidoras que passa a contratar suas necessidades de energia por meio de licitação pública, por meio de contratos de longo prazo para início de suprimento em 5, 3, 1 ou para o próprio ano (leilões A-5, A-3, A-1 e A-0).
- Adoção de licitações pela menor tarifa para os novos empreendimentos de geração, em lugar das licitações pelo uso

do bem público, nas quais os vencedores eram aqueles que pagavam o maior valor pela energia. Essa medida teve como consequência o crescimento da oferta de energia, com redução das tarifas, e incluiu um enorme número de empreendimentos eólicos (hoje, responsáveis por quase 4% da geração elétrica do país), complexos sistemas de transmissão, inclusive dois em corrente contínua (dois dos aproveitamentos do rio Madeira em aproximadamente 600 Kv, e o de Belo Monte, em 800 Kv), grande aproveitamento hidrelétrico, como as usinas de Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira, as usinas do rio Teles Pires (Sinop, Teles Pires e São Manoel), e Belo Monte, no rio Xingu, sendo o principal pilar da consecução desses projetos os financiamentos em condições especiais do BNDES.

- Retomada do planejamento de obras de G e T, com a criação da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), vinculada ao MME, com os empreendimentos sendo licitados por leilões realizados pela Aneel, sendo o vencedor quem apresentar a menor tarifa.
- Definição de novas atribuições para a Aneel, destacando-se a fixação de tarifas para contratos de G, T e D, gestão dos contratos de concessão ou permissão, implementação de políticas para a exploração do potencial hidráulico e promoção de procedimentos licitatórios, por delegação do Poder Concedente.
- Implantação do “Programa Luz para Todos”, sucedâneo do “Programa Luz no Campo”, do governo anterior, que atingiu a meta de atendimento a 99% dos domicílios e foi considerado referência internacional, conforme secretário-geral da ONU, Ban Ki-moon, que elogiou as conquistas já alcançadas da iniciativa brasileira “Luz para Todos”, “programa que, em dez anos, atingiu 15 milhões de pessoas, fazendo com que quase

toda a população brasileira agora tenha acesso à eletricidade”. Até maio de 2015, os investimentos no “Luz para Todos” chegavam a R\$ 22,7 bilhões.

Decorridos dez anos da implantação do novo modelo, seus resultados podiam ser considerados muito bons, em termos da segurança do abastecimento, da modicidade tarifária e do estabelecimento do novo mercado; porém, com restrições relativas a atrasos de obras de geração e de transmissão, devido, principalmente, a restrições no processo de licenciamento ambiental e nas estimativas de custo dos projetos, pela Aneel, em alguns casos, descolados da realidade. No caso dos atrasos das obras de transmissão, eles tinham implicações em empreendimentos de geração, que não conseguiam escoar sua energia, depois de concluídos, mas tinham sua remuneração assegurada por lei, onerando o consumidor, sobretudo os projetos eólicos localizados no Nordeste.

Nessa ocasião, o governo federal, após adiar durante anos, a decisão sobre as concessões vincendas, prevista na Constituição de 1988 e na Lei 8.987/95, decidiu, de forma unilateral, impor às empresas afetadas transmissoras e, principalmente, geradoras, sua definição quanto ao processo de renovação de concessões.

Assim, em 11 de setembro de 2012 (segundo a lenda, não caíram apenas as duas torres de Nova York, mas todas as torres de transmissão do Brasil), foi promulgada a MP 579, contemplando uma série de inovações para o setor elétrico relativas a regras para a renovação das concessões vincendas, no período 2015 a 2017, tendo como principal objetivo a redução das tarifas ao consumidor final de, em média, 20%. Essa redução seria proveniente de cortes em encargos setoriais e das condições propostas para as renovações das concessões.

Sua justificativa baseava-se em reivindicação de consumidores, principalmente os industriais, que alegavam os altos custos das tarifas brasileiras, prejudicando a competitividade do país no mercado internacional. De acordo com dados da Firjan de 2012, a tarifa industrial brasileira (329 R\$/MWh) era a quarta mais cara entre países industrializados, ficando atrás apenas da República Tcheca (376 R\$/MWh), Turquia (419 R\$/MWh) e Itália (458 R\$/MWh), e uma média internacional de 215 R\$/MWh, menos da metade. A MP eliminou, além de encargos e tributos, a cobrança de uma parcela da tarifa contemplando a amortização de ativos, em sua maioria, já amortizados e, portanto, indevida, pois os consumidores estavam pagando duas vezes pelo mesmo produto.

A MP 579, convertida na Lei 12.783, em janeiro de 2013, foi vista pelo mercado como uma grande intervenção do Estado, com a substituição da concorrência nos segmentos de geração e comercialização, propiciada pelos leilões, por um modelo de prestação de serviços, uma vez que as concessionárias que optassem por renovar as concessões passariam a ser remuneradas apenas pelas atividades de operação e manutenção (O&M) e pelos novos ativos agregados, após autorização da Aneel. As tarifas artificialmente baixas foram complementadas com indenizações de investimentos não amortizados, em valores desprovidos de qualquer semelhança com seus valores reais, nem os investimentos realizados em melhorias e, no caso dos empreendimentos em transmissão, os investimentos realizados antes de 2000, mesmo que não amortizados.

O principal resultado das medidas foi a forte redução do fluxo de caixa das empresas, a partir de janeiro de 2013, sem que isso tivesse sido planejado por elas. A redução média das tarifas de G e T foi da ordem de 73%. O mercado livre foi fortemente prejudicado, pois o

processo de renovação das concessões de geração só alocou a energia mais barata ao mercado cativo, impactando o setor industrial, maior consumidor do mercado livre.

O impacto da redução das receitas das empresas que aderiram à proposta de renovação antecipada das concessões se fez sentir, de forma expressiva, no balanço da Eletrobras. Seu resultado relativo ao ano fiscal de 2012 registra um prejuízo de R\$ 6,8 bilhões, sendo o do quarto trimestre de R\$ 10,5 milhões, comparativamente a um lucro de R\$ 3,7 milhões, em 2011. O Ebitda (lucro antes do pagamento de juros, impostos, depreciação e amortização) passou de R\$ 6 bilhões positivos em, em 2011, para perdas de R\$ 6,2 bilhões em 2012. A perda contábil de 2012 foi de R\$ 10 bilhões, o maior prejuízo registrado em toda a história da empresa. O valor de mercado, em dezembro de 2011, era de R\$ 22,2 bilhões e, em dezembro de 2012, R\$ 8,6 bilhões.

A nova legislação trouxe também efeitos não desprezíveis no BNDES, que detém 21,74% do capital da Eletrobras, além de enorme carteira de empréstimos a esta *holding* e suas controladas, da ordem de R\$ 30 bilhões. Esse conjunto de resultados continuou a se propagar nos três anos seguintes e, atualmente, as empresas do sistema não mais dispõem de condições para oferecer garantias a novos financiamentos, impedindo-as de participar de novos empreendimentos para a expansão do sistema.

Entretanto, o corte real das tarifas junto ao consumidor final foi menor que o anunciado, pois o governo previa que todas as empresas envolvidas iriam aderir às condições impostas para a renovação antecipada das concessões vincendas. O baixo nível das tarifas ofertadas fez com que empresas como Cemig (São Simão, 1.700 MW; Jaguará, 424 MW; Miranda, 408 MW; Três Marias e dezenas de PCHs, CESP

Três Irmãos 807 MW, Jupia, Ilha Solteira e outras de menor porte) Copel, Celesc e outras menores, não renovassem suas concessões antecipadamente e deverão ser licitadas, na modalidade de leilão previsto para o final de novembro de 2015, após dois adiamentos, até a presente data.

Um fato importante que ocorreu em paralelo com o processo de renovação das concessões foi a forte redução de chuvas, com uma grande redução do nível dos reservatórios. Para garantir a segurança do abastecimento, as usinas térmicas de elevados custos de produção passaram a ser despachadas (822 R\$/MWh), iniciando uma trajetória de aumentos tarifários que culminariam com a anulação dos descontos e a implantação de um tarifaço.

O acionamento das termelétricas em caráter emergencial, fora da ordem de mérito e sem decretação de racionamento, resultou na absorção do risco hidrológico pelas distribuidoras, que passaram a arcar com os custos elevados, só podendo repassar aos consumidores no futuro, quando dos reajustes tarifários anuais, por meio dos denominados Encargos de Serviços do Sistema, praticados em diferentes épocas para cada distribuidor, ao longo do próximo ano. Essa também foi uma inovação da Lei 12.783/2013.

E, a partir de então, foi iniciada uma sequência satírica, bastante conhecida na área de gestão empresarial, tanto governamental como privada, chamada de seis fases de empreendimentos audaciosos:

- Entusiasmo;
- Desilusão;
- Pânico;

- Busca dos culpados;
- Punição dos inocentes; e
- Recompensa aos que não se envolveram.

Assim, a fase de “entusiasmo” foi de 2004 a 2012, quando os leilões ganharam credibilidade e o custo da energia foi sendo gradualmente reduzido.

O marco zero da fase seguinte, “desilusão”, foi a implantação confusa e controversa da MP 579, ao final de 2012.

Em 2013, o governo, em vez de parar de aumentar o buraco, implantando programa de redução de consumo (sem falar em racionamento), em estado de “pânico”, piorou a situação, com mudanças regulatórias bruscas e contraproducentes, tais como a resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – 03, transferindo parte dos custos imputados aos distribuidores para os geradores, o que empurrou o setor para a judicialização. Em 2014, constatou-se que as medidas operativas extremas, como o acionamento permanente de todas as térmicas e o não atendimento das metas de uso da água para a irrigação, transporte hidroviário, entre outros, não conseguiam evitar o acentuado esvaziamento dos reservatórios. Mas estávamos em ano de complicadas eleições.

Na fase de “busca dos culpados”, iniciada em 2015, declarações do governo sobre a pior seca do século deixaram claro que São Pedro tinha sido escolhido como réu, ignorando o fato de que números sobre as vazões históricas inocentavam o santo.

Na fase da “punição dos inocentes”, as vítimas escolhidas fomos nós consumidores, que estamos pagando o pato tarifário. Não que os consumidores não devam pagar, já que não existe almoço de graça, pois em última palavra as decisões foram tomadas em nosso nome.

A evolução das tarifas residenciais, de uma média de trinta empresas distribuidoras, sem incluir ICMS e PIS/Cofins, pode ser acompanhada e mostra o que se passou entre 2012 e 2015:

- Em dezembro de 2012, esse valor era de 338 R\$/MWh.
- Em março de 2013, ocorreu a redução prometida pelo governo na MP 579, de 20% em média, sendo para os consumidores residenciais de 18%, chegando a 276 R\$/MWh, como previsto. No entanto, essa redução foi obtida graças a dois grandes aportes governamentais: 1) empréstimos de R\$ 10 bilhões, sem juros, às distribuidoras, que serão pagos em quatro anos, a partir de 2015, por meio de aumentos de tarifas; e 2) subsídio, a fundo perdido, de R\$ 9 bilhões à Conta de Desenvolvimento Energético.
- Embora a intenção do governo fosse manter as tarifas estáveis, em 2014, isto não foi possível por dois motivos: 1) restrições nos recursos governamentais por questões fiscais e pressões inflacionárias; e 2) a necessidade de empréstimos e subsídios foi maior, da ordem de R\$ 40 bilhões. A solução foi fazer subsídio parcial de R\$ 25 bilhões e transferir R\$ 15 bilhões para as tarifas. No final de 2014, as tarifas voltaram ao nível de dezembro de 2012, 335 R\$/MWh, e os benefícios da MP 579 foram anulados.

- Em 2015, tivemos dois aumentos tarifários: o primeiro em janeiro, de 15%, e o segundo, em março, de 23%, os quais aplicados sequencialmente resultaram em um aumento para os consumidores residenciais de 41,5%, trazendo vultosos efeitos sobre a taxa de inflação, em um momento que já exibia sintomas de recessão. Tais aumentos visaram cobrir custos incorridos no ano anterior e represados.

Mas os aumentos tarifários de janeiro e março provavelmente não foram suficientes para cobrir todos os déficits represados e oriundos da MP 579, como por exemplo:

- A insuficiência de recursos recolhidos da bandeira tarifária, no período de março a dezembro de 2015, que devem atingir R\$ 6,1 bilhões.
- Pagamento de indenizações referentes ao final das concessões de geradoras que aderiram à MP 579 e que não foram previstos originalmente, de cerca R\$ 4,5 bilhões, bem como aqueles das indenizações das concessões que expiraram em julho de 2015 (Cemig, CESP, Copel, como principais) e que não aderiram à MP 579, bem como valores não reconhecidos de Chesf e Furnas, da ordem de R\$ 10 bilhões.
- Ativos de transmissão existentes em 2000 de concessões que foram prorrogadas, mas cujos ativos não amortizados não foram cobertos, da ordem de R\$ 27 bilhões.
- Parcelamento da dívida da Eletrobras com a Petrobras, relativa ao uso de combustíveis fósseis dos chamados sistemas isolados na Amazônia, pago através da denominada Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), gerenciada pela Eletrobras. Porém, há

alguns anos, a Aneel vem autorizando pagamentos de apenas parte dos valores, pois argumenta que estes estariam demasiadamente altos. A pendência chegou a R\$ 8,1 bilhões, e, de acordo com entendimentos entre MME e MF, deverá ser paga em dez anos, pelo consumidor, sem estar prevista originalmente. Entretanto, de acordo com o balanço da Petrobras relativo ao exercício de 2014, esse valor seria de R\$ 12,8 bilhões.

- Auxílio às empresas geradoras hidrelétricas devido à menor geração que a prevista, conforme a resolução CNPE 03, de cerca de R\$ 20 bilhões, em 2014, e de R\$ 10,5 bilhões previstos para 2015. Este último valor, na verdade deveria ser mais do que o dobro, mas, por meio de mudança intempestivas da regra do jogo, o PLD de 822 R\$/MWh foi reduzido para 388 R\$/MWh.
- Medidas do governo para reforçar a oferta de energia, contratando de entidades que tenham capacidade de colocar no sistema energia proveniente de geradores diesel de propriedade de *shoppings*, indústrias, etc., a custos astronômicos, mantendo as térmicas a óleo de base, em Manaus, a um custo de R\$ 1,1 bilhão e importação da Argentina e do Uruguai, a um custo de R\$ 1,4 bilhão, por ano.

Somando os custos adicionais, temos uma fatura vencida e não paga de R\$ 63,8 bilhões que, caso fossem agregados imediatamente às tarifas de 2015, significariam um acréscimo de 33%.

E, para concluir, gostaria de me arriscar a prever quem será o representante da sexta fase dos empreendimentos audaciosos, a saber, a “recompensa aos que não se envolveram”, que, provavelmente, recairá sobre grandes empresas estrangeiras (chinesas, francesas, italianas,

espanholas, canadenses, entre outras), as quais, provavelmente, se sagrarão vencedoras do próximo leilão de concessões de geração de concessões vincendas de usinas de Cemig, CESP, Copel, Celesc e outras que não aderiram à MP 579, a realizar-se em dezembro próximo, uma vez que as empresas brasileiras estão com as finanças comprometidas, e as recentes desvalorizações cambiais transformaram nossos ativos em pechincha para investidores estrangeiros.

Bibliografia

D'ARAÚJO, Roberto Pereira. *Setor elétrico brasileiro: uma aventura mercantil*. Rio de Janeiro: Pensar Brasil, 2009.

ENERGY REPORT – PSR, mar. 2015. Disponível em: <<http://www.psr-inc.com/publicacoes/energy-report/edicoes/?current=p7220>>. Acesso em: 7 jan. 2016.

LEITE, Antônio Dias. *A Energia do Brasil*. 3. ed. Rio de Janeiro: Lexikon Editora, 2014.

PAIXÃO, Lindolfo Ernesto. *Memórias do Projeto RE-SEB: A história de concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro*. São Paulo: Massao Ohno Editora, 2000.

RESENDE, Eliseu; ALQUÉRES, José L. Panorama do setor de energia elétrica e sua nova legislação. *Revista Brasileira de Energia*, v. 3, n. 1, Rio de Janeiro, 1993.

SELVETTI, Alfredo Roque. *A história da luz*. 2. ed. São Paulo: Livraria da Física, 2008.

SOUZA, Alan Pereira de. *Análise de risco e retorno para empreendimentos de geração pós marco regulatório de 2004*. Rio de Janeiro: Instituto Coppead de Administração, 2011.

VOLPE FILHO, Clóvis A.; ALVARENGA, Maria Amália F. P. *Setor elétrico: estrutura legal, fundamentos legislativos, direitos e deveres do usuário, questões jurídicas decorrentes do fornecimento e do uso, taxas e impostos e fontes alternativas*. Curitiba: Juruá, 2004.

Palestra pronunciada em 10 de novembro de 2015